VII kadencja

SEJM
RZECZYPOSPOLITEJ
POLSKIEJ

KANCELARIA SEJMU
Biuro Komisji Sejmowych

PEŁNY ZAPIS PRZEBIEGU POSIEDZENIA

■ KOMISJI NADZWYCZAJNEJ DO SPRAW ENERGETYKI I SUROWCÓW ENERGETYCZNYCH (NR 58)

z dnia 19 lutego 2015 r.

Pełny zapis przebiegu posiedzenia

Komisji Nadzwyczajnej do spraw energetyki i surowców energetycznych (nr 58)

19 lutego 2015 r.

Komisja Nadzwyczajna do spraw energetyki i surowców energetycznych, obradująca pod przewodnictwem posła **Andrzeja Czerwińskiego (PO)**, przewodniczącego Komisji oraz posła **Tomasza Piotra Nowaka (PO)**, wiceprzewodniczącego Komisji, zrealizowała następujący porządek obrad:

– prezentacja przedstawiciela firmy EnerNOC Grzegorza Onichimowskiego o zarządzaniu popytem w energetyce;

– prezentacja przewodniczącego Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu Henryka Kalisia pt. „Efektywność energetyczna priorytetem w oszczędzaniu energii”.

W posiedzeniu udział wzięli: **Magdalena Nowicka** radca ministra w Ministerstwie Rolnictwa i Rozwoju Wsi, **Igor Lange i Mariola Linkiewicz** naczelnicy w Ministerstwie Gospodarki, **Jarosław Tworóg** wiceprezes Krajowej Izby Gospodarczej Elektroniki i Telekomunikacji, **Roman Walkowiak** wiceprezes Elektrowni Turów S.A., **Michał Tryuk** wiceprezes Zarządu Towarowej Giełdy Energii, **Daniel Borsucki** dyrektor Zespołu Zarządzania Mediami w Katowickim Holdingu Węglowym, **Radosław Majewski** prokurent spółki z o.o. ENSPIRION w grupie kapitałowej ENERGA, **Adam Kania** wiceprezes Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, **Grzegorz Nowaczewski** prezes Zarządu Virtual Power Plant, **Zbigniew Klonowski** prezes Polskiego Stowarzyszenia Rozwoju Infrastruktury Sportu i Rekreacji, **Adam Skwarnicki,** przewodniczący Sekcji Zakładów Dystrybucyjnych Zrzeszenia Związków Zawodowych Energetyków, **Tadeusz Błachnio** doradca ekonomiczny w Najwyższej Izbie Kontroli.

W posiedzeniu udział wzięli pracownicy Kancelarii Sejmu: **Igor Amarowicz, Katarzyna Gadecka** – z sekretariatu Komisji w Biurze Komisji Sejmowych.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Dzień dobry państwu. Rozpoczynamy posiedzenie Komisji Nadzwyczajnej do spraw energetyki i surowców energetycznych. Dzisiaj mamy dwa interesujące tematy.

Krótki mój wstęp. Można przyjąć, że dyskusja, batalia i pewne ważne kierunkowe działania odnośnie do rozproszonej energetyki, energetyki ze źródeł odnawialnych, praktycznie są za nami. Mamy oczywiście jeszcze jutro głosowanie, ono ma jakiś wpływ na to, co to będzie ostatecznie, ale – powiedzmy – mamy jakiś przygotowany wzorzec, wokół którego będziemy działali. Ale to nie koniec przedsięwzięć, które prowadziłyby do urynkowienia w Polsce energii, do uruchomienia takiego mechanizmu, który tworzyłby odbiorcę głównym podmiotem na tym rynku. Słyszeliśmy już tu wielu profesorów, którzy definiowali nam problem, iż rozproszona energetyka bez koordynacji, bez nadzoru i bez – być może – operatora (przypomnę tym, którzy uczestniczyli w tych spotkaniach, to mieściło się pod hasłem smart gridu), że takie działania po prostu nie są pełne, bo jeśli można by wykorzystać potencjał rozproszonej energetyki, przesuwać szczyt energetyczny nawet o godzinę (to są – ktoś powiedział kiedyś – tak zwane negawaty), zamiast inwestować w produkcję, w inwestycje, można koordynując osiągnąć podobne efekty, a najkorzystniejsze dla środowiska.

Wiele, wiele lat temu zaczęła się taka dyskusja o zarządzaniu popytem, czyli stworzeniem dla odbiorców takich warunków, które odbiorca w swoim interesie spełni, a na tym skorzystać powinien po prostu zarówno ten odbiorca, bo on to robi, jak i ten, który prosi, o to, żeby tak się zachować.

Dzisiaj staramy się rozpocząć dyskusję na te dwa tematy. Tym bardziej jest to dla nas interesujące, że rozmawiamy z firmami, które mają doświadczenia we wprowadzaniu takich rozwiązań, czyli zarządzania popytem. Dzisiaj prelekcję na ten temat wygłosi Grzegorz Onichimowski.

Jeśli chodzi o efektywność energetyczną, to każdy z nas już wie, że to jest najważniejsze kierunkowe działanie, bo nic tak nie chroni klimatu, nie broni pieniędzy obywatela w sensie zostawienia mu ich w kieszeni, jak to, żeby mniej energii zużywać, mniej surowców przepalać. To jest taka logika od dawna, po prostu. Jeśli chodzi o tę efektywność energetyczną, o to, że jest ona priorytetem w oszczędzaniu energii, poprosiliśmy pana Henryka Jacka Kalisia, żeby nam dzisiaj też prezentację przedstawił.

Czy są uwagi do porządku obrad? Jeśli nie, to przystępujemy do realizacji programu. Pierwszy ma głos pan Grzegorz Onichimowski.

Ekspert firmy EnerNOC Grzegorz Onichimowski:

Dziękuję bardzo, panie przewodniczący. Dziękuję państwu za zaproszenie i możliwość zabrania głosu. Z częścią z państwa już się spotykałem swego czasu, kiedy dyskutowaliśmy o obligu giełdowym. Muszę powiedzieć, że to, czym dzisiaj się zajmuję, czyli kwestia zarządzania popytem jest trochę podobna do kwestii giełdowych, ponieważ znowu mówimy o pewnej infrastrukturze, którą powinniśmy zbudować w polskiej energetyce po to, żeby klient tej energetyki nie był tylko i wyłącznie przedmiotem tego rynku, ale był również podmiotem na tym rynku, kimś, kto może na tym rynku odgrywać większą rolę. I tak jak wówczas walczyliśmy o to, żeby odbiorcy końcowi mieli dostęp do płynnego, transparentnego, przejrzystego rynku energii, do cen, które są wszystkim znane, to dzisiaj sądzę, że jest nowy etap; etap, który jest związany ze zmianą technologiczną, z olbrzymią zmianą, która zachodzi na rynku energetycznym, której my jeszcze może w Polsce w stu procentach nie widzimy, ale już widzimy jej zarysy. Otóż, gdybyśmy dzisiaj – proszę państwa – zastanowili się, co stało się w energetyce w ciągu – powiedzmy – 120 lat, między rokiem – hasłowo – 1884 a 2004, to z punktu widzenia architektury energetyki nic się nie zmieniło; są i były elektrownie, są elektrownie systemowe, poprzez sieć przesyłową, dystrybucyjną, połączone z różnymi odbiorami i działa to oczywiście w miarę stabilnie, w sytuacji dość stabilnego popytu na energię, w sytuacji, gdy same źródła były dosyć stabilne ten system dobrze zdawał egzamin.

I teraz, co się stało? Otóż, w ciągu ostatnich dosłownie kilku lat mamy do czynienia z zupełną rewolucją, tak naprawdę, w energetyce. Oprócz tych wszystkich źródeł, wielkich, systemowych, o których wiemy, które budujemy z większym czy mniejszym sukcesem, jest to, czym państwo zajmowali się jeszcze całkiem niedawno w swoich pracach, czyli energetyka odnawialna, energetyka rozproszona; mamy do czynienia też z ważną i bardzo dyskutowaną, podczas dyskusji nad ustawą o OZE, nową kategorię, czyli konsumenta, klienta, który jednocześnie może produkować energię elektryczną; już za chwilę stoi u naszych wrót samochód elektryczny, zarówno jako odbiór energii jak i magazyn energii. Te wszystkie elementy muszą być jakoś ze sobą połączone, żeby system pracował logicznie i żeby system pracował stabilnie.

Elementem tego obrazu, przynajmniej w większości krajów, w których ten obraz tak właśnie kształtuje się, jest zarządzanie popytem, jest odpowiedź strony popytowej na sytuację na rynku energetycznym. Najprostszą odpowiedzią strony popytowej, którą pamiętamy z lat naszej młodości były stopnie zasilania, wprowadzane z góry ograniczenie dla odbiorców, które wiązało się z sytuacją w systemie energetycznym. Dzisiaj oczywiście już nie możemy o tym myśleć, albo, jeśli, to w sytuacjach absolutnie ekstremalnych czy katastrofalnych dla systemu. Natomiast możemy i powinniśmy myśleć o usłudze, która będzie zarówno dobrowolna jak i odpłatna i którą będą odbiorcy wspierali zarówno operatorów sieci przesyłowych, sieci dystrybucyjnych, jak i ewentualnie osiągali zyski na rynku energii przy pomocy tego typu narzędzi, czy narzędzi obniżania

swojego popytu, bądź też – bo jest to również element odpowiedzi popytu – na przykład jakiejś generacji awaryjnej, która jest włączana po to, żeby system nie stanął w jakimś kłopocie. To są właśnie te nowe wyzwania dla tych zupełnie nowych sieci. Czyli, starzeje się infrastruktura, trzeba bilansować źródła wiatrowe i słoneczne, rośnie zużycie szczytowe, myślimy wszyscy o tym, że może samochody elektryczne będą wyrównywać nam popyt na energię elektryczną. Ale równie dobrze może być odwrotnie, kiedy wszyscy wrócimy do domów o godzinie osiemnastej czy dziewiętnastej, podłączymy się do gniazd i zaczniemy samochody ładować, jeszcze bardziej powiększymy problem szczytu zapotrzebowania na energię elektryczną, który występuje mniej więcej w tych godzinach, czyli tego wieczornego szczytu.

Koszty inwestycji sieciowych bardzo rosną i koszty paliw. Tu właśnie – te niskie wykresy, które tu są – pokazują, że z tymi samochodami elektrycznymi to nie jest tak do końca, jak by się nam wydawało, że rzeczywiście przeważają po prostu nasze przyzwyczajenia i klienta jest trudno skłonić do tego, żeby zmienił przyzwyczajenia, w związku z tym samochód elektryczny zaczyna nam zwiększać problem szczytu wieczornego, a nie redukować. I druga kwestia, to jest wpływ kwotowy fotowoltaiki, kiedy nagle produkowana jest bardzo duża część energii ze źródeł słonecznych i wieczorem, kiedy słońce zachodzi, nagle błyskawicznie znika nadprodukcja i pojawia się sytuacja, gdy jest deficyt. Czasem sytuacja deficytu jest trudna do opanowania przez źródła konwencjonalne, chociażby, dlatego że te źródła konwencjonalne mają swój okres, w którym trzeba je przywołać, czy uruchomić, czy też powiększyć ich generację.

I oczywiście odpowiedzią na to jest strona popytowa, jest reakcja strony popytowej. I tak metaforycznie, ta reakcja strony popytowej to jest to samo co elektrownia, tylko tym paliwem – tradycyjne paliwo do elektrowni też trzeba kupić – jest zapłata odbiorcy za to, żeby zareagował. I to nie tylko odbiorcy, bo trzeba również wziąć pod uwagę, że musi być ktoś, kto tym procesem zarządza, kto go ubezpiecza i kto powoduje, że zarówno zyski z tego po stronie odbiorcy są stabilne, jak i ewentualne problemy czy straty są minimalne, bo trzeba powiedzieć, że nie ma żadnego odbiorcy, który bezwzględnie zobowiąże się do jakichś redukcji niezależnie od tego, jak wygląda jego główny biznes. Nie jest interesem fabryki samochodów dostarczanie operatorowi energii elektrycznej, tylko produkcja samochodów. Jeśli w danym momencie może przeprowadzić taką redukcję to ją przeprowadzi, natomiast, jeśli nie, to niestety nie.

Jakie jest miejsce strony popytowej w zarządzaniu obciążeniem szczytowym w momencie, kiedy właśnie mówimy o obciążeniu szczytowym? Otóż, trzeba podkreślić, że zarządzanie popytem w żadnej mierze nie jest konkurencją dla energetyki zawodowej w sensie wolumenu produkowanej energii, czyli wprowadzając te rozwiązania nie musimy się martwić, że odbieramy pracę naszym górnikom, bo będą musieli wydobywać mniej węgla. Nic z tych rzeczy. Jeśli chodzi o wolumen energii, nawet na tych rynkach, gdzie zarządzanie popytem jest już dzisiaj bardzo rozwinięte, to możliwość, jeśli chodzi o wolumen ograniczenia energii, to są dziesiąte części, jedna setna procenta energii w tym wypadku, jeśli chodzi o Polskę, mniej więcej tak to szacujemy, więc nie ma konkurencji między Demand Response a źródłami systemowymi.

Tu (*w prezentacji*) są te same dane, tylko przełożone na polskie sytuacje i poszczególne lata, ostatnie lata zapotrzebowania. Widać, że 2000 MW maksymalnego zapotrzebowania na energię w ciągu ostatnich pięciu lat wystąpiło – co najwyżej – przez 170 godzin w roku. Czyli, widzicie państwo, że trzeba uruchamiać źródła, trzeba inwestować w źródła, które tak naprawdę prawie nie pracują. Przy jednoskładnikowym rynku energii, gdzie płaci się wytwórcy wyłącznie za energię, jest to nie do osiągnięcia. Oczywiście, jest do osiągnięcia poprzez płacenie za rezerwy, do osiągnięcia przez tak zwany rynek mocy, o którym dużo się w tej chwili w Polsce również mówi. Ale dlaczego elementem tego rynku mocy nie miałby być właśnie odbiór?

Kluczową rolę w zarządzaniu popytem odgrywa ktoś, kto się nazywa agregatorem popytu, czyli ktoś, kto zbiera, zarządza jakby tym wolumenem potencjalnych odbiorów. Dlaczego tak? Przede wszystkim, dlatego że agregator odgrywa rolę tego, który zarządza ryzykiem związanym z zaprzestaniem generacji. Na ogół są to tego typu rozwiązania, w których klientom, odbiorcom końcowym, płaci się za gotowość do świadczenia

tej usługi, ale nie obciąża się ich karami w momencie, kiedy oni tej usługi nie wykonali. Po prostu nie otrzymują wówczas premii za gotowość. Dzięki temu agregator zawsze ma pod ręką zakontraktowaną większą ilość energii niż jest to wymagane i oczywiście dysponuje odpowiednią technologią, co powoduje, że może prowadzić tego rodzaju operacje zarządzania popytem. Są one tak efektywne, że agregator bardzo często na wielu rynkach – jeśli chodzi o najbliższy Polsce, to np. na rynku niemieckim – nawet uczestniczy w tak zwanych usługach systemowych i jest w stanie zmniejszyć popyt na energię elektryczną w systemie po prostu z sekundy na sekundę; są to sekundowe odpowiedzi. Taka technologia, na ile ta technologia pozwala i rzeczywiście pozwala, jak weźmiemy chociażby macierzysty zakład obecnego tutaj prezesa Kalisia, jest to kopalnia, gdzie pompuje się wodę i przerwanie procesu pompowania na kilkanaście, kilkadziesiąt minut nic z punktu widzenia interesu kopalni czy zagrożeń dla biznesu kopalni nie przynosi, natomiast może być realną ulgą dla systemu na ładnych kilka megawatów mocy, które inaczej w szczycie trzeba by dostarczyć, czyli za bardzo, bardzo duże pieniądze.

Jakich jest podstawowych pięć atrybutów tego zarządzania popytem, czyli Demand Response, my używamy angielskiego sformułowania. Przede wszystkim, bezemisyjność, dyspozycyjność, niezawodność, efektywność kapitałowa i szybkość wdrożenia.

W Stanach Zjednoczonych już w tej chwili na zużycie szczytowe wynoszące 782 GW około 46 GW jest w tej mocy zakontraktowanej negatywnej, a przewiduje się, że w roku 2019 będzie to równo 10% całości mocy zakontraktowanej, więc widać, że oni lubią oszczędzać i potrafią.

Zarządzanie popytem stanowi elastyczny zasób, z możliwością różnorodnego zastosowania. Mówimy tutaj przede wszystkim o sytuacjach kryzysowych czy trudnych z punktu widzenia operatorów systemu, czyli to jest zarządzanie szczytowymi obciążeniami, alternatywa turbiny spalinowej; programy awaryjne i niezawodnościowe; odciążenie sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Już dzisiaj – proszę państwa – bardzo często w niektórych miejscach, np. w Europie, tak jest w Bretanii chociażby (państwo wiecie, taki odpowiednik naszego Helu, półwysep, gdzie jest wąskie połączenie, dużo przemysłu na tym półwyspie), żeby nie budować dodatkowych sieci przesyłowych, które tak naprawdę też są wykorzystywane przez kilka godzin w roku, wdrożony jest program odpowiedzi popytu; kiedy ta sieć jest przeciążona wówczas ten program się uruchamia i sieć daje sobie radę.

Oczywiście usługi systemowe tam, gdzie istnieje swobodny i wolny rynek usług systemowych, chociażby można przywołać tutaj przykład może z naszego punktu widzenia egzotyczny, ale dość spektakularny, Nowej Zelandii, gdzie w dużej mierze jest regulacja częstotliwości, gdzie bardzo szybko trzeba zmniejszyć lub zwiększyć podaż energii, jest dokonywana poprzez stronę odbiorczą. Tam jest dosyć specyficzna sytuacja dwóch wysp, na jednej z wysp jest inna częstotliwość, na drugiej inna i bardzo ciężko w związku z tym poprzez źródła tę regulację dostarczyć. Ale to jest spektakularny przykład, że można to również zrobić po stronie odbioru.

No i szybkie rezerwy, o tym mówiłem, chociażby na przykładzie Niemiec i integracja energetyki odnawialnej, również dwukierunkowa, bo o odpowiedzi popytu możemy mówić zarówno na plus jak i na minus, głównie na minus, ale czasem też i na plus.

I oczywiście na końcu energia, to jest bezpośredni udział w rynku. Jak państwo wiecie – na przykładzie naszej KGE lub TGE – są duże różnice w godzinowych cenach na energię elektryczną ze względu na różnice w zapotrzebowaniu i nie widać też powodu, dlaczego klienci, którzy są podłączeni do tego typu dwóch systemów – poprzez właśnie agregatory – nie mogą wykorzystywać właśnie tych systemów, które już istnieją, dla celów przeciwawaryjnych po to, żeby korzystać z rynku energii. No i oczywiście programy z cenami dynamicznymi, ofertowe.

Jak powinno być wyznaczane wynagrodzenie za odpowiedź popytu? Naszym zdaniem jest bardzo ciężko to wyceniać od strony kosztów tej usługi, dlatego że w przypadku każdego odbiorcy ten koszt jest inny. Innym kosztem będzie to dla wspomnianej kopalni cynku, innym kosztem będzie to dla huty, a innym kosztem powiedzmy dla jakiegoś pubu czy też dla chłodni. W związku z tym kryterium, które na ogół się przyjmuje do wyceny tego rodzaju usług jest kryterium kosztów unikniętych, czyli, ile musielibyśmy zapłacić,

jak duże byłyby koszty stałe inwestycji w źródła, które by pokryły to zapotrzebowanie. I według tego jest wyceniane.

Trzeba powiedzieć, że jest to usługa niesłychanie niezawodna. Stopień niezawodności tej usługi w momencie, kiedy ona jest przyzwoicie wynagradzana i dobrze zarządzana, jest znacznie wyższy, niż dla źródeł generacyjnych, a nawet, jeśli zdarzy się jakiś poślizg, jeśli zdarzy się jakiś problem, jeżeli jeden z odbiorców, dwóch czy trzech nam wypadnie, to najwyżej będziemy mieli 97% skuteczności, czy też 96%, a jeżeli nie uda nam się uruchomić bloku to mamy po prostu zero. I taka jest różnica.

Jak płacić odbiorcom za usługi Demand Response? Otóż, wydaje nam się, że kluczowa – o tym wspomina szereg raportów odnoszących się do tej dziedziny- jest płatność za gotowość do świadczenia tej usługi. Dlaczego tak? Dlatego, że z punktu widzenia odbiorców jest wiele problemów. Po pierwsze, to jest trudna decyzja, podłączenie się do takiego programu. Zawsze łatwiej jest robić to, co się robiło do tej pory. Energia elektryczna dla wielu tych firm relatywnie nie jest wielką pozycją kosztową. Udział w Demand Response wymaga inwestycji, czy w technologię, czy w organizację pracy, czy w zapewnienie alternatywnych metod realizacji celów biznesowych, czy w proces decyzyjny. Zatem ta płatność powinna kompensować inwestycje i ryzyko. Ale z drugiej strony ta płatność zapewnia operatorom systemu długotrwałe i niezawodne zaangażowanie odbiorców i uniknięcie znacząco wyższych wydatków w wytwórcze moce szczytowe. Państwo pewnie kiedyś zetknęli się z wyliczeniami operatora systemu przesyłowego dotyczącymi tego, ile kosztowała jedna MWh w momencie *blekautu* w Szczecinie i okolicach. To były bardzo spektakularne cyfry, ale mówimy o tym, że zamawiamy niejako w tym wypadku moc, nie energię, w związku z tym powinniśmy płacić za moc.

I teraz, jaka jest opłacalność w porównaniu z innymi możliwymi systemami?

Trzeba powiedzieć, że polski operator systemu przesyłowego już rozpoczął te prace i było kilka przetargów na programy Demand Response, ale były to do tej pory w zasadzie przetargi na energię nie na moc, czyli wykonawcy tej usługi otrzymywali wynagrodzenie za dostarczoną energię, nie zaś za moc postawioną do dyspozycji operatora. Możliwe było również z punktu widzenia odbiorców połączenie awaryjne bez rekompensaty. Czyli, poza pewną, bardzo wąską grupą odbiorców, dla których rzeczywiście nie jest to żadnym problemem, dostarczenie tego rodzaju, chociażby spektakularny przykład kopalni węgla brunatnego, poza takimi odbiorcami w zasadzie jest bardzo trudno znaleźć chętnych do wykonania takiej usługi. A agregacja tego popytu w ogóle jest niemożliwa, ponieważ agregator nie ma żadnych źródeł przychodu w tym momencie. Efektywny program Demand Response oczywiście kosztuje więcej. Te koszty są w granicach – ekwiwalentnie złotówki za MW na rok – od 100 do 300 tysięcy, ale wszystkie inne alternatywne źródła, chociażby już istniejąca w Polsce operacyjna rezerwa mocy jest jeszcze droższa. A mówimy o płaceniu za źródła, które przecież już istnieją, które nie są budowane na nowo, tylko istnieją. Jak chcielibyśmy budować nowe moce szczytowe trzeba by zapłacić dużo więcej.

Efektywność energetyczną Demand Response bardzo dobrze rozpoznaje, jako ważny swój priorytet, Unia Europejska i podejmuje ona działania mające na celu integrację zarządzania popytem na wszystkich rynkach energii elektrycznej w Unii Europejskiej. W szczególności jest tutaj dyrektywa efektywnościowa, którą powinniśmy wdrożyć do czerwca zeszłego roku, jakoś nam się to jeszcze nie udało, ale ta dyrektywa efektywnościowa przywołuje bardzo wyraźnie Demand Response, zarządzanie popytem, jako metodę zrównoważenia systemu, która powinna być zastosowana przed jakimikolwiek innymi instrumentami pozarynkowymi, to znaczy wychodzącymi poza rynek samej energii, zanim tamte instrumenty zostaną wykorzystane. Również prawo unijne i unijne przepisy mają ambicje definiowania agregatora, działań tego agregatora. Zapisy dyrektywy mówią o usunięciu bodźców taryfowych, które mogą wstrzymywać udział Demand Response, o udziale Demand Response w hurtowym i w detalicznym rynku energii, w rynku bilansującym, w rynku rezerw mocy i innych usługach systemowych. Czyli są to wszystko działania, które mają służyć jednemu celowi.

Unia Europejska zdaje sobie sprawę i my też musimy zdawać sobie sprawę, że w naszym rachunku za energię elektryczną ta część, która dotyczy samej energii,

będzie maleć. W związku z tym stopień konkurencyjności rynku energii elektrycznej już nie tylko musi odwoływać się do samej energii. Z punktu widzenia przedsiębiorcy, czy nawet z punktu widzenia indywidualnego klienta, którego nie interesuje przecież, ile płaci za energię, tylko – jaki płaci rachunek, najważniejsza jest ogólna wysokość tego rachunku.

Włączenie tych intensywnych energetycznie branż przemysłowych w zarządzanie popytem powoduje na takich rynkach czy w takich krajach jak Francja, że koszty działania tych zakładów, czy pozyskiwani energii, znacząco się zmniejszają, a co za tym idzie, ich sytuacja konkurencyjna chociażby w stosunku do polskich przedsiębiorstw poprawia się. Oczywiście to nie jest argument, który można wysuwać wobec operatora przesyłowego, bo on jest wobec tego zupełnie neutralny, ale jest to jakiś argument, który od strony samej regulacji czy legislacji powinien być brany pod uwagę.

No i coś, o czym już powiedziałem, czyli droga do rynku mocy. I tutaj rzeczywiście Demand Response powinien być tym pierwszym krokiem. Zarządzanie popytem powinno być wykorzystywane w pierwszej kolejności, powinno być stosowane równoważnie do zasobów podażowych, bez żądnych ograniczeń. Dla zapewnienia odpowiedniej niezawodności agregatorzy powinni mieć możliwość zmiany i uzupełniania portfela uczestniczących odbiorców w trakcie realizacji usługi. To jest szczególnie ważne, bo operator – jak państwo wiecie, nie tylko w Polsce, ale w Polsce mamy ustawę o zamówieniach publicznych – jest spółką Skarbu Państwa związaną ustawą o zamówieniach publicznych, jeśli chodzi o dobieranie swoich partnerów i w związku z tym elastyczna zmiana takich dostarczycieli potencjału po stronie odbioru jest po prostu bardzo trudna z punktu widzenia samego operatora. Natomiast z punktu widzenia agregatora, tym agregatorem w szczególności może być nawet zintegrowane pionowo przedsiębiorstwo energetyczne, które może włączyć Demand Response do zakresu swoich usług; przykładowo, obok mnie siedzi pan dyrektor Majewski z firmy ENSPIRION, czyli spółki córki firmy ENERGA, już próbującej na tym rynku stawiać pierwsze kroki i próbującej świadczyć na rynku tego typu usługi.

Oczywiście, dzisiaj odbiorcy płacą opłaty przesyłowe za moc maksymalną, ale to nie odzwierciedla ich udziału w szczycie systemowym, którego dotyczy problem deficytu mocy. Trzeba byłoby tutaj doprowadzić do pewnych zmian regulacyjnych również. Ci, którzy w tym szczycie mogą dostarczyć tej mocy powinni być odpowiednio wynagradzani i przeniesienie zapotrzebowania na godziny pozaszczytowe nie powinno zwiększać ich opłat za moc, a wręcz można zaryzykować rozwiązanie, które będzie zmniejszało to zapotrzebowanie.

Z tego względu – to jest mój już zupełnie osobisty pogląd, proszę to tylko w ten sposób traktować – wydaje się, że dzisiaj, jeśli chodzi o te rozwiązania regulacyjne, które w Polsce istnieją, czyli istnienie różnych rezerw po stronie generacji, niedopuszczanie tych rezerw do strony popytowej jest sprzeczne z dyrektywą nakazującą równe traktowanie Demand Response i generacji w dostępie do rynków energii, w tym do rynków usług systemowych i do rynku bilansującego.

Jakie są – naszym zdaniem, może tej jeszcze bardzo wąskiej grupy firm, ludzi, którzy w Polsce interesują się tematem zarządzania popytem i próbują go aktywnie wprowadzić do polskiej energetyki- konieczne zmiany w prawie, w regulacjach? Oczywiście, zmiany w prawie energetycznym i dostosowanie do tej dyrektywy efektywnościowej dla zapewnienia w zarządzaniu popytem korzystnych warunków rozwoju w interesie polskich firm i konsumentów energii. Zmiany w instytucji ruchu eksploatacji sieci przesyłowej, czyli włączenie mocy oferowanych przez zarządzanie popytem do operacyjnej rezerwy mocy. Nie wydaje nam się, żeby istniały tutaj jakieś daleko idące przeszkody, oczywiście przy uwzględnieniu interesów operatora, przy tym, żeby określić jakieś maksimum, bo rozumiemy, że w pewnym zakresie jest konieczne jednak ograniczenie tego i rozszerzenie modelu usług systemowych, to już oczywiście docelowo; w momencie, kiedy w Polsce powstanie konkurencyjny rynek usług systemowych, również zarządzanie popytem powinno być obecne we wszystkich usługach systemowych.

Tak jak powiedziałem, dzisiaj zarządzenie popytem jest przedmiotem zainteresowania polskich grup energetycznych. I wydaje mi się, że w sytuacji, która dzisiaj istnieje w sys-

temach energetycznych w Unii Europejskiej, gdzie mamy bardzo mocną branżę zarządzania popytem, np. we Francji i w Wielkiej Brytanii, natomiast naokoło nas, w krajach ościennych – Czechy, Słowacja, kraje bałtyckie – w zasadzie ten biznes jeszcze się nie rozwinął, może to stanowić również ciekawą ofertę ze strony polskich firm energetycznych, jeśli chodzi o eksport ich usług, czy też eksport technologii, którą moglibyśmy rozwijać wspólnie z tymi firmami, które już mają w tej sprawie doświadczenie na świecie. Tego typu inicjatywy już są. Tutaj żywy przykład, pan Grzegorz Nowaczewski, który też parę słów potem chciałby powiedzieć, który reprezentuje małą firmę, właśnie technologiczną i osiąga już pierwsze rezultaty w ciekawych obszarach, w tych obszarach nie wielkiego przemysłu, tylko handlu czy usług. I też tego rodzaju technologie, gdybyśmy to wypracowali jako naszą specjalność, byłyby ciekawe, jako nasz eksportowy towar.

Jaki mamy stan obecny? Ograniczenia w poborze nie są elementem zrównoważenia dostaw energii. Większość zapisów prawnych dotyczy przymusowych i nieodpłatnych świadczeń odbioru energii. Nawet odbiorcy świadczący usługi przeciwawaryjne muszą rezygnować z odpłatności w sytuacjach deficytu mocy. Oczywiście, to jest bardzo rzadko używane, ale tym niemniej, taki jest zapis prawny, wyłączenie możliwości świadczenia usług systemowych przez odbiorców i agregatorów lub z braku warunków; odbiorcy nie mogą uzyskiwać płatności za gotowość w usługach przeciwawaryjnych, ani za operacyjne rezerwy mocy na rynku bilansującym. Wydaje się, że jest to obszar do zmiany, zarówno w obszarze prawa jak i w obszarze regulacji, chociaż o regulację pewnie będzie łatwiej, ale też trzeba się zastanowić na poziomie prawa, czyli uwzględnienie zarządzania popytem w zrównoważeniu dostaw energii do zapotrzebowania i procedura postępowania w sytuacjach awaryjnych. Uczestnictwo w zarządzaniu powinno być dobrowolne i odpłatne. No i równoprawny udział w zarządzaniu, o tym już mówiłem.

Interwencyjne zakupy energii i mocy dzisiaj są tylko u wytwórców. Oczywiście nie ma przeszkód, żeby znalazło się to po stronie popytowej. Nie ma do dzisiaj w polskim prawie definicji agregatora popytu. Dostawca może zblokować działania agregatorów odbiorców w zakresie Demand Response. Myśmy w tym obszarze podjęli już dialog z operatorem. Mamy świadomość, że tutaj zapewne są pewne problemy i że musimy wspólnie w tym kierunku iść, ale rozwiązania prawne są konieczne.

Prawo do uzyskiwania danych pomiarowych ma dzisiaj tylko dostawca i odbiorca, podczas gdy jeśli agregator popytu miałby świadczyć tego rodzaju usługi, musi mieć dostęp do tych danych pomiarowych i oczywiście odpowiednie ograniczenie w opłatach przesyłowych, o czym powiedziałem.

Nie chcę już przedłużać, państwo macie tę prezentację. Jest tutaj dziesięć zasad skutecznego Demand Response. Możecie do tego zajrzeć. Są to, naszym zdaniem, podstawowe zasady, które powodują, że klient staje się rzeczywiście podmiotem na rynku energii.

Na koniec chciałem powiedzieć, nawiązując już do mojego następcy, pana Kalisia, że zarządzanie popytem w tym obszarze, o którym mówiłem, to jest tylko początek, to jest wstęp, bo jeśli agregator popytu i operator systemu przesyłowego, ale przede wszystkim agregator popytu ma wszelkie dane, a co za tym idzie samym klient, ma wszelkie dane dotyczące zużycia, dosłownie z sekundy na sekundę, w każdym momencie może podejmować bardzo świadome działania w kierunku efektywności energetycznej, zyskuje podstawową wiedzę w tych trzech najważniejszych elementach rynku energii, czyli jak kupować energię, ile używać tej energii i kiedy jej używać. Wszystkie te kwestie są na dzisiejszym rynku energetycznym badane i prawidłowa odpowiedź na te pytania może doprowadzić do bardzo daleko idących oszczędności. Mamy przykłady tego rodzaju działań. Infrastruktura służąca zarządzaniu popytem jest niezwykle interesującym narzędziem do efektywności energetycznej. Przykład firmy, o której powiedziałem, pokazuje, że można też iść w odwrotną drogą, czyli, od efektywności do Demand Response, ale ta droga jest dużo bardziej wyboista i dłuższa. Natomiast przez fakt, że te programy są wynagradzane, większość odbiorców energii w krajach, gdzie rzeczywiście postawiono na efektywność i Demand Response, dzięki nim większość przedsiębiorców w zasadzie bezkosztowo, poprzez uczestnictwo w tych programach pozyskuje wszystkie dane, które są im potrzebne do tego, żeby efektywnie swoją energię kupować i efektywnie nią zarzą-

dzać. Wydaje się, że dlatego jest to chyba jeszcze – z naszego punktu widzenia, my tak uważamy – bardziej efektywne, niezależnie, czy jest to wielki zakład pracy, czy mały.

To tyle chciałem państwu powiedzieć. Na końcu prezentacji jest trochę o firmie, w której dzisiaj pracuję. Mam nadzieję, że powiedziałem wszystko, co jest ważne od strony regulacyjnej i od strony prawnej. Bardzo dziękuję za uwagę.

Przewodniczący poseł Andrzej Czerwiński (PO):

Dziękuję. Teraz pan Kaliś, proszę.

Przewodniczący Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu Henryk Kaliś:

Szanowny panie przewodniczący, szanowni państwo, przede wszystkim chciałbym podziękować za zorganizowanie tej debaty, bo ona jest dla nas bardzo ważna. Od jakiegoś czasu staramy się przeforsować pewne poglądy dotyczące właśnie usług systemowych, przede wszystkim efektywności funkcjonowania systemu energetycznego. Są na ten temat różne opinie. Natomiast bardzo istotne jest, żeby się tymi opiniami wymieniać i żeby dochodziło do takich dyskusji, jaką mamy dzisiaj okazję przeprowadzić.

Rzeczywiście, efektywność energetyczna przede wszystkim rozumiana jest jako oszczędność energii, ale z punktu widzenia odbiorcy przemysłowego ten temat w dużej mierze został już w ostatnich latach – tak nieelegancko mówiąc – załatwiony. Z naszego punktu widzenia kluczowe znaczenie ma efektywność ekonomiczna funkcjonowania przedsiębiorstw i z tego punktu widzenia chciałem tutaj nieco rozszerzyć pojęcia, które związane są z usługami systemowymi.

Mam tu na myśli pojęcia Demand Side Menagement i Demand Side Response. Pod tymi pojęciami kryje się cały szereg działań, które już w tej chwili polskie zakłady przemysłowe przeprowadziły. Jest to długofalowa strategia działania zmierzająca do redukcji zużycia energii elektrycznej przede wszystkim przez stosowanie energooszczędnych urządzeń. Mamy tu na myśli działania, których wszyscy energetycy uczą się w trakcie studiów w zakresie gospodarki energetycznej, jak również mamy na myśli stosowanie energooszczędnych technologii produkcji. Muszę powiedzieć, że w tej chwili jest to kluczowy, najważniejszy element poprawy tej efektywności. Wszystkie firmy szukają oszczędności technologicznych i one dają największe efekty. Te efekty ujawniają się m. in. w postaci poprawy uzysków, czyli, można powiedzieć, przy takim samym zużyciu mediów i surowców uzyskujemy wyższe efekty w postaci wyprodukowanych towarów i materiałów. Zaliczyłbym również do tego obszaru energetykę rozproszoną, w szczególności energetykę przemysłową, która tak naprawdę z punktu widzenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego powoduje spadek zapotrzebowania na energię systemową, w konsekwencji zmniejsza rozpływy mocy, ogranicza straty i redukuje potrzebę zabudowy nowych mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

Drugi element, bardzo istotny z punktu widzenia efektywności funkcjonowania samego systemu elektroenergetycznego to jest kształtowanie krzywej obciążenia w taki sposób, aby przenieść obciążenia szczytowe na pozaszczytowe. Dużo na ten temat mówił Grzegorz. Głównie można to realizować poprzez Demand Side Response, czyli dobrowolne tymczasowe dostosowanie zapotrzebowania na moc do potrzeb Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. I tu istotne są dwa sygnały, albo sterowanie bezpośrednio przez operatora systemu przesyłowego lub – jeśli taki jest – przez agregatora, albo bezpośrednio przez sygnały cenowe. I tutaj Grzegorz trochę mówił na temat taryf.

Chciałem przypomnieć, jakie maksymalne i minimalne zapotrzebowanie mamy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym i jaki w związku z tym drzemie w tym potencjał. Otóż, różnica między szczytem zapotrzebowania zimowego a doliną zapotrzebowania letniego to jest około 14 tys. MW. Przypominam, że w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym jest zainstalowane około 35 tys. MW. Z kolei różnica miedzy szczytem zapotrzebowania zimowego a doliną tego zapotrzebowania to jest 8 tys. MW, a generalnie różnica pomiędzy tymi dwoma krzywymi to jest około 6 tys. MW; czyli, tutaj obszar do zagospodarowania mamy olbrzymi i efekty pewnie z tym związane również.

Chciałem również przypomnieć – już częściowo mówił o tym Grzegorz – zapotrzebowanie szczytowe dotyczy kilku dni w roku, więc jak gdyby potwierdzamy to, że nie opłaca się budować mocy wytwórczych po to, żeby je pokryć. Chciałem także przypo-

mnieć, że energetycy – przede wszystkim ci energetycy, którzy prowadzili od lat ruch w zakładach przemysłowych – byli przyzwyczajeni już wcześniej do tego, że ceny zarówno w taryfach przesyłowych operatora systemu przesyłowego, ceny w taryfach dystrybucyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych, jak również ceny energii były zróżnicowane i różnice między stawkami w godzinach pozaszczytowych a stawkami w szczycie zapotrzebowania, głównie popołudniowego, wynosiły trzy razy i to gwarantowało zarządzanie energią w zakładach przemysłowych w taki sposób, żeby dążyć do spłaszczenia tych krzywych. W mojej ocenie to jest olbrzymie zaniedbanie energetyki systemowej, że odeszła od tych zwyczajów, bo w tej chwili mamy taryfy płaskie, energia jest oferowana w produktach, czyli w pasmach, energetycy w zakładach przemysłowych pracują w komforcie, bo nie muszą starać się o to, żeby dostosować pobory do zmieniających się cen, natomiast my wszyscy w postaci jakiejś tam średniej musimy za to zapłacić, bo rosną koszty funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. A możliwości kształtowania tego poboru w firmach są olbrzymie, bo firmy pobierają duże ilości energii, najczęściej są wyposażone w infrastrukturę pomiarową, sieciową i informatyczną, która jest niezbędna do tego, żeby tego typu kontrole prowadzić, mają możliwość bieżącego kontrolowania tego poboru, mają służby technologiczne, mają zdolność do planowania, regulacji i mają od jakiegoś czasu również energetykę przemysłową, która te możliwości w zdecydowany sposób zwiększa.

Chciałbym również powiedzieć o pewnej możliwości, której się od lat nie wykorzystuje, a która jest bardzo istotna dla bezpieczeństwa funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Mam tu na myśli urządzenia do samoczynnego częstotliwościowego odciążenia, które mogą być montowane w rozdzielniach zakładów przemysłowych i które służą do automatycznego odłączenia pewnych grup odbiorów. Tutaj oczywiście jest potrzebna pewna selekcja, żeby to nie były odbiory powodujące zagrożenie bądź dla ludzi pracujących w tych zakładach, bądź dla bezpieczeństwa urządzeń, ale to odciążenie powoduje, że praktycznie równowaga w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym może być automatycznie przywrócona. Tych możliwości – jak dotąd – się nie wykorzystuje.

Na temat usług systemowych praktycznie można znaleźć zapisy w trzech dokumentach. To są: Kodeks Sieci Europejskich Operatorów Systemów Przesyłowych, dyrektywa efektywności energetycznej i wytyczne Komisji Europejskiej w sprawie pomocy na ochronę środowiska i cele związane z energią elektryczną.

Może nie będę się już powtarzał, Grzegorz już na ten temat trochę powiedział, natomiast istotna jest zmiana pewnej filozofii, którą wprowadza Kodeks Sieci Europejskich Operatorów Systemów Przesyłowych, z którego wynika taki przekaz, że bezpieczna praca jest możliwa tylko przy współpracy wszystkich operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, jak również użytkowników systemu. Kodeks Sieci Europejskich Operatorów Systemów Przesyłowych bardzo mocno też podkreśla obowiązek stosowania automatyki, ale jest on jak gdyby immanentnie związany z świadczeniem usług systemowych, gdzie akurat Kodeks mówi o usługach kontroli mocy czynnej, mocy biernej i częstotliwości. Oczywiście, tę kontrolę wykonuje w tej chwili energetyka systemowa, natomiast tego typu urządzenia są zamontowane w sieciach zakładów przemysłowych i mogą być również wykorzystane w tych celach niezbędnych dla zapewnienia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego.

Jeszcze to, o czym Grzegorz mówił, usługi systemowe, dyrektywa 2012/27/UE. Generalnie chodzi o to, żeby do krajowych porządków prawnych wprowadzić rozwiązania, które powodowałyby możliwość stosowania obok oferty energetyki systemowej również oferty odbiorców przemysłowych. Chodzi tutaj głównie o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie operatora sytemu przesyłowego, ale również o zwiększenie roli agregatora jako podmiotu odpowiedzialnego za bezpieczeństwo systemu i podmiotu, który gwarantuje odpowiedzialne świadczenie tej usługi.

Bardzo istotnym elementem, który często jest niedoceniany, są wytyczne Komisji Europejskiej w sprawie pomocy na ochronę środowiska i cele związane z energią. Rosnący udział właśnie niestabilnych źródeł energii – mam tu na myśli głównie instalacje fotowoltaiczne, bo energetyka wiatrowa już w pewnym sensie nauczyła się prognozować zużycie energii – powoduje, że system zaczął funkcjonować zupełnie inaczej. Oczy-

wiście w związku z tym pojawił się cały szereg problemów dla energetyki systemowej. On wynika z tego, że przede wszystkim spadają ceny energii czarnej; więc energetyka odnawialna ceny zaniża, przychody energetyki systemowej spadają, również priorytet wprowadzania energii odnawialnej do sieci powoduje, że energetyka systemowa ogranicza czas wykorzystania mocy szczytowych i w związku z tym ma niepokryte koszty. Pojawia się problem, który może być rozwiązany poprzez wprowadzenie rynków mocy, czyli mechanizmów, które są w stanie pokryć bądź część, bądź większość kosztów stałych elektrowni systemowych. Z tym, że wytyczne Komisji Europejskiej wyraźnie mówią, że tego typu rozwiązania powinny być stosowane dopiero w momencie, kiedy zostały wykorzystane wszystkie inne środki poprawy bezpieczeństwa funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, w tym środki związane z usługami systemowymi odbiorców przemysłowych. I tak, jeśli organizujemy przetarg na moc, czyli przetarg, który jest oparty o zasady rynku mocy, to oprócz tej oferty na budowę nowych źródeł powinniśmy składać również zapotrzebowanie na redukcję zapotrzebowania, redukcję zużycia energii poprzez poprawkę efektywności energetycznej i magazynowanie energii.

I teraz kilka słów na temat finansów, czyli odniesienia wyceny usług systemowych świadczonych przez odbiorców przemysłowych. Z punktu widzenia jak gdyby logiki funkcjonowania tego systemu odnosimy to do kosztów budowy elektrowni gazowej, kosztów zmiennych, takich jak wartość uprawnień do emisji, kosztów zużytego paliwa, kosztów materiałów eksploatacyjnych, ale przede wszystkim kosztów stałych, takich jak amortyzacja pokrywająca koszty inwestycyjne, różnego rodzaju opłaty eksploatacyjne, płace pracowników, a często – w przypadku elektrowni gazowych – kosztów zagwarantowania dostawy paliwa, który trzeba ponosić bez względu na to, czy się paliwo pobiera czy nie.

Prosiłbym tutaj zwrócić uwagę na koszty stałe wybranych elektrowni systemowych, one wszystkie są wyższe od stu tysięcy zł za MW za rok. Co to oznacza? To oznacza, że czy elektrownia produkuje, czy nie, my tyle musimy tej elektrowni zapłacić. Natomiast są takie technologie, które są wyjątkowo kosztowne, mam tu na myśli energetykę jądrową, tu akurat ten koszt jest określony na 313 tys. zł za MW na rok i fermy wiatrowe morskie, to jest 325 tys. zł; no i biomasa – 312 tys. zł. To oczywiście jest związane z uciążliwością obsługi tych elektrowni w ciągu roku.

Oczywiście operator systemu przesyłowego podejmuje cały szereg działań, które przede wszystkim mają na celu poprawę bezpieczeństwa funkcjonowania systemu, ale również poprawę efektywności funkcjonowania tego systemu. Przynajmniej uważamy, że tak powinno być. Chciałem pokrótce omówić kilka tych działań operatora. Na początku to, czego oczekuje od odbiorców przemysłowych, czyli usługa – praca interwencyjna, redukcja zapotrzebowania na plecenie operatora; karta aktualizacji CB/8/2013, która wprowadza mechanizm aktywnego uczestnictwa w rynku bilansującym; no i to, co oferuje energetyce systemowej, czyli operacyjna rezerwa mocy i rezerwa zimna, które z punktu widzenia odbiorców stanowią również dodatkowy koszt.

Jeśli chodzi o przetarg na zakup usługi – praca interwencyjna, tych przetargów było kilka. PSE generalnie utrzymuje mniej więcej te same warunki stawiane uczestnikom przetargu, dzieli okresy, w których należy składać oferty na letni i zimowy i odpowiednio proponuje przedziały mocy, którym te oferty można składać, określa również czas redukcji, liczbę redukcji w ciągu trwania umowy, określa czas aktywacji usługi i polecenie redukcji, które jest wydawane na dwie godziny przed czasem realizacji.

Kolejne oczekiwanie, kolejna możliwość stworzona przez operatora systemu przesyłowego to jest Jednostka Grafikowa Odbiorcza aktywna. Odbiorca przemysłowy umiejący zarządzać, posiadający odbiory, które mogą powodować redukcję zapotrzebowania, może dzięki tej jednostce grafikowej składać za pośrednictwem uczestnika rynku bilansującego oferty redukcji obciążenia. Te oferty są składane na półtorej godziny przed spodziewanym czasem redukcji. Kryterium jej aktywowania jest cena. Czyli, tak naprawdę, jest to element konkurencji, który wprowadza operator systemowy do ofert energetyki systemowej. Informacja o przyjęciu oferty przychodzi między sześćdziesiątą a pięćdziesiątą minutą przed jej realizacją. Jeśli odbiorca zdecyduje się zredukować zapotrzebowanie, a miał umowę sprzedaży energii elektrycznej, to tak naprawdę odsprzedaję tę energię

na rynek bilansujący. Jeśli tej umowy nie miał, to tak naprawdę rezygnuje z zakupu drogiej energii na rynku bilansującym.

Teraz to, co zostało już przeprowadzone i co zaoferował operator systemu przesyłowego energetyce systemowej. Przede wszystkim, zwiększył poziom operacyjnej rezerwy mocy z 9 do 18%. Ta rezerwa operacyjna wyznaczana jest jako średnia z maksymalnego zapotrzebowania na energię w roku poprzednim w kolejnych miesiącach. Jej wartość to jest mniej więcej 4 tys. MW. Z naszego punktu widzenia, czyli z punktu widzenia odbiorców, bardzo istotne jest oszacowanie kosztów tej rezerwy, czyli kosztu rocznego, kosztu jednostkowego i kosztu uzmiennionego. Najchętniej posługujemy się ilością złotych do megawatogodziny, która obciążą jednostkę energii. W tym celu niezbędna jest znajomość ceny referencyjnej, godzinowej, operacyjnej rezerwy mocy; ilości godzin szczytu zapotrzebowania, bo on określa tak naprawdę budżet finansujący tę rezerwę; wielkość wymaganej operacyjnej rezerwy mocy i prognozy zużycia końcowego energii, bo chcemy policzyć ten koszt jednostkowy na MWh. Tego typu dane publikuje PSE Operator. Tu jest akurat przedruk z ogłoszenia operatora systemu przesyłowego, który podaje parametry modelu rozliczeń operacyjnej rezerwy mocy dla roku 2014. Koszt roczny całego systemu to jest 573 mln zł; koszt jednostkowy – tu proszę zwrócić uwagę na ten koszt, bo na ten temat cały czas mówimy i podkreślamy, że odbiorcy oczekują opłaty za gotowość do świadczenia usługi – akurat w przypadku rezerwy operacyjnej to jest poziom 140 tys. zł za MW za rok; uzmienniony koszt stały, czyli tak naprawdę to, ile to kosztuje każdego odbiorcę, to jest 4,16 zł.

I kolejna oferta operatora systemu przesyłowego dla energetyki systemowej, rezerwa zimna. Chciałem podkreślić, że zgodnie z wytycznymi powinno się płacić energetyce świadczącej usługi systemowe za energię. Natomiast tutaj, w przypadku rezerwy zimnej mamy cały szereg opłat. Oprócz opłaty za gotowość mamy również ceny wytwarzania wymuszonego i to jest poziom 170 – 180 zł za MWh; ceny jednostkowych koszów uprawnień do emisji – około 25 zł za MW oraz ceny uruchomień. Chciałem przypomnieć, że w trakcie tego przetargu 454 MW zakontraktowała Polska Grupa Energetyczna, średnio za 210 tys. zł za MW za rok, znów bardzo istotna cyfra. TAURON, Elektrownia Siersza, Elektrownia Stalowa Wola – 376 MW; koszt 244,70 zł za MW. Razem zakontraktowano 830 MW za sumę 188.200 tys. zł.

Teraz kilka słów na temat porównania usług systemowych odbiorców i wytwórców. Tutaj bym się może ograniczył jedynie do rocznych przychodów gwarantowanych, bo one tak naprawdę decydują o tym, czy odbiorca decyduje się na uczestnictwo w systemie czy nie. Akurat w przypadku usługi – redukcja zapotrzebowania na polecenie operatora systemu przesyłowego, roczne przychody gwarantowane wynoszą około 3 tys. zł za MW, maksymalnie 50 tys. zł; w przypadku energetyki systemowej jest to 150 tys. zł za MW, więc jest tu olbrzymia rozbieżność. Z kolei w zakresie porównania usług systemowych odbiorców i wytwórców na rynku bilansującym, czyli to dotyczy tej usługi aktywnego odbiorcy, nie ma w ogóle gwarancji, że odbiorca, który do świadczenia tej usługi musi przygotować się technicznie i organizacyjnie, uzyska jakiekolwiek przychody; w przypadku energetyki systemowej jest to około 142 tys. zł za MW za rok. Widać chyba w sposób oczywisty, że występuje tu olbrzymia nierównowaga w traktowaniu tych podmiotów, czyli nie spełniamy ani warunków dyrektywy efektywności energetycznej, ani wymagań Kodeksu Sieci, w związku z tym chyba trzeba zmienić myślenie, i o funkcjonowaniu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, i o funkcjonowaniu PSE Operator w pewnych obszarach.

Tutaj (*na kolejnej planszy*) dla porównania pozwoliliśmy też sobie przytoczyć takie wyliczenia opłacalności usługi Demand Side Response w odniesieniu, w punkcie I, do analizy skutków społeczno-gospodarczych wprowadzenia inteligentnego oprogramowania, czyli opomiarowania i tutaj te efekty zostały – w mojej ocenie – bardzo, bardzo mocno przeszacowane, ale one takie są, tak mówi o tym dokument, to jest około 1000 tys. zł – 1015 tys. zł za MW za rok. Koszt wprowadzenia nowych mocy na rynku w Wielkiej Brytanii to jest to około 40 tys. funtów za MW za rok, czyli około 252 tys. zł za MW za rok. Nawet, jeśli uznać, że w trakcie trwających przetargów firmy, które się będą starać o kontrakty w ramach rynków mocy zredukują ten koszt o połowę, to jest

i tak około 126 tys. zł za MW za rok. Przypominam, że koszty rezerw mocy: zimnej to jest 226 tys. zł za MW za rok, operacyjnej 140 tys. zł za MW za rok. Jeśli więc odnieść koszty około 1500 MW usług redukcji zapotrzebowania i jeśli by zapłacić za tę usługę 100 tys. zł za MW za rok, to roczny koszt będzie wynosił około 150.000 tys. zł. Porównując to z zabudową inteligentnego opomiarowania mamy lepszy efekt o około 1.700. 000 tys. zł za rok; w stosunku do kosztów wprowadzenia nowych mocy na rynek to jest około 39. 000 tys. zł za rok; w stosunku do usługi rezerwy zimnej to jest 190.000 tys. zł za rok i w stosunku do operacyjnej rezerwy mocy to jest redukcja kosztów o około 60.000 tys. za rok. Oczywiście te cyfry nie oddają w pełnym zakresie efektów, które przynosi wprowadzenie redukcji zapotrzebowania, czy zmniejszenia zużycia energii elektrycznej. Tak naprawdę, nie liczymy tutaj efektów związanych z odblokowaniem przepływów w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych, spadku strat sieciowych, a przede wszystkim kosztów związanych z budową nowych mocy wytwórczych.

Na koniec, warunki, na których od biorcy przemysłowi są gotowi świadczyć te usługi. Oczywiście, jesteśmy przekonani, że ponieważ są one najtańsze dla systemu, to powinny być wykorzystane w pełnym zakresie i należy zrobić wszystko, żeby stworzyć warunki, żeby odbiorcy chcieli te usługi świadczyć. One również powinny mieć priorytet przed usługami systemowymi, świadczonymi przez energetykę systemową. O wielkości kontraktowanego przez PSE potencjału poszczególnych usług systemowych powinny decydować również kryteria ekonomiczne. Koszt usług systemowych świadczonych przez energetykę powinien uwzględniać wszystkie koszty, nie tylko powinno się mówić o opłacie za gotowość do świadczenia tej usługi, ale również należy pokazać przychody za energię elektryczną, uprawnienia do emisji i uruchomienia. No i wycena usług redukcji zapotrzebowania powinna być zróżnicowana w zależności od możliwości, które posiada odbiorca, a tutaj akurat te możliwości są bardzo różne, tu decydują takie parametry jak: wielkość redukcji; czas realizacji polecenia, czyli są odbiorcy, którzy praktycznie są w stanie w kilka minut zredukować kilkadziesiąt MW i jest to usługa porównywalna z rezerwą obligującą, oferowaną przez energetykę systemową; wreszcie, bardzo istotny jest też czas trwania redukcji. W zakresie Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych oczekujemy wprowadzenia opłaty za rezerwę operacyjną, tak jak to jest w stosunku do energetyki systemowej. Dziękuję za uwagę.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję bardzo. To bardzo interesujące dwa wystąpienia, które tak naprawdę rozpoczynają naszą rozmowę w Parlamencie o tym, co należy zrobić, ażebyśmy w prawie energetycznym byli gotowi i jak stanowić prawo, by rzeczywiście uruchomić tę procedurę funkcjonowania nowego rodzaju rynku.

Tak się składa, że niestety przewodniczący Andrzej Czerwiński musiał wybyć, a widzę, że inni posłowie również. Czy jeszcze jest ktoś z posłów? Tak? Poseł Mężydło. To jesteśmy obaj na posterunku, panie pośle.

Jeśli można takie pytanie o gotowość rynku do tego systemu. Czy grupy energetyczne, ale też na przykład energochłonni odbiorcy energii z drugiej strony i małe przedsiębiorstwa widzą możliwość uruchomienia tego całego systemu? Jak to widzą? Rozumiem, że jakiś impuls cenowy musi być, tego integratora popytu, chociażby. Ale czy to będzie impuls na tyle istotny, że spowoduje zmianę, i nawyków, i systemu zarządzania swoim przedsiębiorstwem, produkcji w tym przedsiębiorstwie, czy ta strona popytowa po prostu będzie akceptowana przez przedsiębiorców w Polsce?

Ekspert firmy EnerNOC Grzegorz Onichimowski:

Może bym kolegę zainspirował tutaj, na początek rozmowy, bo już mamy przecież doświadczenia, tak że nie mówimy o czymś abstrakcyjnym, tylko mówimy o czymś, co już jest.

Prokurent Spółki z o.o. ENSPIRION z grupy kapitałowej ENERGA Radosław Majewski:

Dzień dobry. No cóż, chciałem powiedzieć, że nasza firma przystąpiła…

Głos z sali:

Prosimy się przedstawić.

Prokurent Spółki z o.o. ENSPIRION z grupy kapitałowej ENERGA Radosław Majewski:

Radosław Majewski, ENSPIRION grupa kapitałowa ENERGA. Możemy potwierdzić, że przystąpiliśmy do trzech procesów kontraktacji z PSE. My, jako część pionowo zorganizowanej grupy energetycznej mamy trochę ułatwione zadanie, ponieważ możemy czerpać przychody również z działań tylko na potrzeby naszej grupy, nie tylko na potrzeby operatora przesyłowego i mogę potwierdzić, że jeżeli chodzi o zainteresowanie odbiorców, jest to dosyć wysoki wskaźnik, ponieważ w tej chwili mamy zakontraktowane ponad 300 MW w Polsce.

Chciałbym też zwrócić uwagę na doświadczenia europejskie, szczególnie z rynku francuskiego, który wystartował identycznie jak rynek w Polsce, czyli też operator przesyłowy chciał kupować moc a płacić za energię. I na początku, kiedy ten problem stanął, było bardzo dużo zainteresowanych klientów, ale potem erozja tych klientów sięgnęła 90%, po trzech latach, kiedy nie pojawiły się w tej usłudze pieniądze, więc potwierdzam z naszej praktyki, zainteresowanie odbiorców, dużych odbiorców i średnich przedsiębiorstw przystąpieniem do takiego programu. Oczywiście, jeżeli mówimy też o możliwościach grup energetycznych, które są trochę inne, o możliwościach agregatorów, to można to również połączyć ze sprzedażą energii, czy stosować różnego rodzaju zachęty ofertowe dla klientów, którzy przystępowaliby do takiego typu programów.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję bardzo. Proszę bardzo, pan Kaliś.

Przewodniczący Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu Henryk Kaliś:

Chciałbym potwierdzić, że rola agregatora jest olbrzymia na właśnie rynku usług systemowych. Świadczy o tym m. in. fakt – w końcu zdaje się mogę chyba o tym powiedzieć – mimo że od dwóch lat staramy się przekonać operatora systemu przesyłowego do wprowadzenia opłaty za świadczenie usługi, takiej woli nie ma, natomiast jest taka wola po stronie agregatora. I taką ofertę od firmy ENSPIRION Zakłady Górniczo Hutnicze „Bolesław" otrzymały. Rozumiem, że jest to efekt jakichś kalkulacji, czyli możliwości tańszego zredukowania, czy zaoferowania energii redukowanej – na przykład – na rynek niż kupowania jej po wyższych cenach, bądź na rynku bilansującym, bądź na giełdzie.

Prokurent Spółki z o.o. ENSPIRION z grupy kapitałowej ENERGA Radosław Majewski:

Tak dokładnie, potwierdzam. Właśnie mówiłem wcześniej, że nasza sytuacja jako agregatora, który jest posadowiony w grupie energetycznej, stwarza nam możliwości wzbogacania tej takiej pierwotnej usługi o dodatkowe funkcjonalności, które wykorzystujemy na potrzeby naszej grupy, czy to w zakresie handlu na rynku dnia następnego, handlu energią, czy to w kierunku redukowania kosztów naszego OSD, natomiast w o wiele gorszej sytuacji są – czy będą – podmioty, które nie są umiejscowione w grupach energetycznych, bo one po prostu tych źródeł przychodu dodatkowego nie będą w stanie wykreować dla siebie.

Prezes Zarządu Virtual Power Plant Grzegorz Nowaczewski:

Jeżeli mogę uzupełnić, mam kilka slajdów, nie chciałbym też państwa zanudzić. Nazywam się Grzegorz Nowaczewski, jestem szefem firmy, która nazywa się Virtual Power Plant. Jesteśmy nową technologiczną spółką, która, mam nadzieję, dzięki wsparciu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju, współpracy z takimi firmami jak EnerNOC oraz ENSPIRION osiągnie sukces nie tylko w Polsce, ale również za granicą. Chciałbym podzielić się, jeśli państwo pozwolą, pewnymi spostrzeżeniami, ale w pewnym sensie te spostrzeżenia będą odpowiedzią na pytania z tą materią związane, ponieważ to, co robi moja firma, to jest ponad grupowa reprezentacja odbiorców energii, którzy są aktywni. Dosłownie, poproszę o 4 minuty.

Nasza firma ma hasło, że prognozujemy harmonię oszczędności. Efektywność energetyczna, o której mówiono wcześniej, ma kilka obliczy. Zajmujemy się efektywnością energetyczną w budynkach, które są głównie budynkami nowoczesnymi, wyposażonymi w systemy inteligentnej automatyki, która zarządza komfortem, dostarczaniem świeżego powietrza do tych budynków; mówimy o budynkach komercyjnych, biurowych, budynkach sieci handlowych oraz o budynkach użytku publicznego takich na przykład

jak obiekty sportowe. Takim – można powiedzieć – naszym sztandarowym przykładem wdrożenia, które wiąże się z dużym sukcesem, jest obiekt zapewne państwu znany z Gdańska, PGE Arena. Jest to obiekt, w którym pracujemy od ponad roku i nasze działania przyniosły oszczędności w wysokości kilkuset tysięcy zł. Możemy powiedzieć, że to, co robimy, jest na tyle unikatowe, że wzbudziło zainteresowanie firm z zagranicy, które zajmują się podobnymi technologiami. Natomiast, możemy też powiedzieć, że ta unikatowość wynika z innego niż dotychczas podejścia.

Może na następnym slajdzie pokażę przykład innej instytucji, którą być może państwo znacie, korzystającej z naszych rozwiązań. We wszystkich osiągamy oszczędności.

Na czym polega nasz tak zwany innowacyjny pomysł? Na tym wykresie znajduje się pewna historia, która obrazuje zużycie energii w poszczególnych dobach. Może pokażę, to jest pierwsza doba, druga doba. O, właśnie został załączony nasz system. Jeżeli byśmy popatrzyli na wartość energii, która znajduje się na tym schemacie, to jest 250 kW. To jest przykład jednego z budynków, jednego z obiektów, których w Polsce są tysiące. Proszę sobie wyobrazić, że ten budynek zużywał energię, ponieważ był instalowany przez tzw. inteligentny system budynku, natomiast po zastosowaniu naszej metody zużycie gwałtownie spadło. Jeżeli odejmiemy pole pod wykresem w tej części, która została naznaczona na wykresie, odejmiemy od tego pola, kiedy nasz system działa, pole, kiedy nasz system nie działał, to można powiedzieć najprościej, to jest oszczędność. Mamy różne inne przykłady, może nie będę się dłużej nad tym zatrzymywać.

Tutaj jest właśnie prosty mechanizm, co robimy. Dostosowujemy sterowanie komfortem, zużywanie energii w budynku do faktycznego obciążenia, do ilości osób, które znajdują się w budynku. Jeżeli w lecie pójdziecie państwo do kina, w którym działa nasz system, to nie musicie się państwo ubierać, jeżeli pójdziecie do obiektu, w którym działa nasz system, to będzie taka ilość powietrza, jaka jest wymagana przepisami i jednocześnie komfort będzie – można powiedzieć – wyższy, niż w wielu miejscach, gdzie naszego systemu nie będzie.

Szybko wytłumaczę, przykład obiektu, gdzie pomieszczenia są wydzielone; sala pierwsza, druga, trzecia, czwarta. Czerwone pole oznacza, że układ wentylacji został załączony. Pole szare oznacza, że system został odłączony. Niebieskie pole, to jest czas seansu. Widać, że rano dokonaliśmy wietrzenia, czyli zapewniliśmy komfort, wykorzystaliśmy inercję termiczną budynku. W następnych godzinach, kiedy był seans i nie było wiele ludzi, po seansie nie była wymagana dodatkowa wentylacja. Widzimy, że po godzinie 16.00 pojawiło się więcej osób, po prostu wentylacja została załączona. Przykład, sala trzecia. Po godzinie 20.00 wentylacja załączona jest permanentnie.

Jak działał tak zwany inteligentny system budynku przed pojawieniem się naszej innowacji? No, działał tak, jak sterowanie holu.

Na tym wykresie widać to, co nazywamy Klimat Side Response. Klimat Side Response – słyszeliśmy wiele definicji; w moim rozumieniu to jest zdolność do przesuwania energii w czasie. I my to robimy. Tutaj – widzicie państwo- jest taki szczyt chwilowy, poranny. Osiągnęliśmy dwa cele. Zaoszczędziliśmy energię, ponieważ dostarczyliśmy do tej samej kubatury określoną ilość świeżego powietrza obliczoną w metrach sześciennych w niższym koszcie. Jest 2013 r., tutaj to widać, więc widać, że nasza działalność ma pewną historię. W lipcu jest gorąco, więc po co załączać instalację ze sprężarkami, czyli z mechanizmem chłodzenia, jeżeli możemy dostarczyć pewną ilość świeżego powietrza i w pewnym sensie zmagazynować to powietrze w godzinach, kiedy nie będziemy musieli załączać sprężarek? Właśnie innowacja; mam nadzieję, że będziecie państwo słyszeli więcej takich historii sukcesu, o firmach podobnych do naszej, ponieważ Polacy – powiem tak nieskromnie – są w pewnym sensie innowacyjni, ponieważ znajdują bardzo proste rozwiązania. Niekoniecznie te wielkie firmy światowe wpadają od razu na takie spostrzeżenia.

Kończąc, pan prezes Onichimowski zaraził mnie kilka lat temu koncepcją tak zwanego liberalnego rynku energii. Dziękuję jeszcze raz za zaproszenie, ale właściwie jest tutaj taka odpowiedź, dlaczego my to robimy? Po pierwsze, żeby zarabiać pieniądze poprzez dzielenie się korzyściami z odbiorcami, z tymi odbiorcami, którzy są aktywni, ale również poprzez robienie dobrze. Mamy w Polsce – są różne statystyki – co najmniej

650 budynków sportowych o dużej kubaturze, budynków, które ja zwę nowoczesnymi. W tych budynkach, śmiem twierdzić, jestem w stanie wziąć na siebie zobowiązanie, że stosując taką metodę, którą mamy w pełnym zakresie już opracowaną, ale wiadomo, należy ją ulepszać i rozwijać, jesteśmy w stanie osiągnąć oszczędność na poziomie 80.000 tys. zł – 90.000 tys. zł rocznie. Czyli, jeśli patrzymy na – nazwijmy to – gminną Polskę, to w wielu gminach są obiekty sportowe. Te obiekty kosztują budżet – co najmniej – pół miliarda rocznie. Jesteśmy w stanie zaoszczędzić – co najmniej – 15% na kosztach energii elektrycznej, cieplnej. Te same budynki stanowią potencjał około 30 MW, czyli ta moc, które te budynki są w stanie zaoferować dzięki tym technologiom, które wymyślamy, to jest 30 MW. Może to nie jest dużo w kontekście tej klasycznej energetyki, ale to jesteśmy w stanie zaoferować. I może to tyle. Jeżeli państwo będziecie mieli pytania, to chętnie odpowiem.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję bardzo. Ktoś z państwa tutaj prosił o głos, proszę bardzo.

Wiceprezes Elektrowni Turów S.A. Roman Walkowiak:

Roman Walkowiak, reprezentuję KGHM. Proszę państwa, może tak zacznę: zarządzanie popytem, rynek mocy i narzędzia, te, które powinny być wprowadzane, zanim decyzja zapadnie o rynku mocy. Jakim rynku mocy, jakiej wielkości rynku mocy? Zwrócę też uwagę, że dobrze, że dyrektywa unijna dzisiaj nakazuje równość stron w tym całym obszarze działania, bo to wiąże się z bezpieczeństwem. Ale i z kosztami. Też przypomnę, że rynek mocy, to nic nowego, bo rynek mocy funkcjonował, tylko jednostronnie, po stronie wytwórcy systemowego.

Przez lata pracowałem w energetyce zawodowej. Ja znam ten system funkcjonowania rynku mocy i rzeczywiście, tu jest wielkie niebezpieczeństwo, bo jeżeli przegrzejemy – że tak powiem – ten system, to jest to element kosztowy. Jeżeli dzisiaj dyrektywa pozwala na spojrzenie, żeby równość stron była po stronie odbiorcy i po stronie wytwórcy, to znakomita rzecz. I dlatego, jeżeli my apelujemy jako odbiorcy, żeby wykorzystać wszelkie inne narzędzia z inteligentnymi sieciami, to od tego nie ma odwrotu. W związku z tym na pewno trzeba korzystać z doświadczonych firm, które mają odpowiednią rekomendację. Ponadto ten system na pewno jest jednym z tańszych systemów.

Drugą rzeczą przed decyzjami o tym kosztowym rynku mocy – 18%, 4 tys. MW w rezerwie zimnej lub w rezerwie gorącej – to znaczy, że pogarszamy sprawność pracy jednostek wytwórczych. Jednostka wytwórcza, która pracuje przy rezerwie wirującej pracuje na jakąś tam moc nieoptymalną. Jednostki są projektowane na zdolność na najwyższym poziomie sprawności, jest to 80 – 100%. I to, że jednostka energetyczna ma możliwość pracy na minimum technicznym 30%, to dobrze, ale sprawność też jest tylko 30%. Trzeba sobie z tego zdawać sprawę, że to są znowu koszty.

W związku z tym wszelkie narzędzia trzeba wykorzystać po to, żeby rzeczywiście to hasło rezerwy było rozsądne, dla bezpieczeństwa. Tutaj może bardzo mało mówiono, ale ja osobiście mam wielką nadzieję, że będziemy ostrożnie patrzeć na rezerwy, żeby nie marnować energii.

Tu kolega dobrze zdefiniował zdolność do przesyłania energii w czasie. Magazyny energii, to też zdolność do przesyłania w czasie, ale i trwałego magazynowania. Postęp, jaki obserwujemy dzisiaj w technologii, to już nie będą lata, to wieki i dziesiątki lat. Poprawianie w zakresie fotowoltaiki, to, co się dzieje w firmach samochodowych w zakresie budowy magazynów energii i to różnego rodzaju energii, od mechanicznej, kół zamachowych, sprężyn, po sprężone powietrze, wody, energii elektrycznej. Ten postęp jest kolosalny, nie zatrzymamy tego rozwoju, musimy się w nim odnaleźć i absorbować w siebie i w nasze firmy. Przykładem jest 60 lat pracy nad fuzją termojądrową. Jeżeli wielka amerykańska firma ogłasza się, że tę fuzję opanowali, to świadczy, że te technologie rzeczywiście mogą nas zaskoczyć, ale po to, żeby nas nie zaskoczyły, wchodźmy w te technologie, śledźmy je, ale nie budujmy sobie elementów kosztowych, które staną się balonem kosztowym dla naszej energetyki, gdzie jako odbiorcy oceniamy fakt; energia jest po prostu droga dla odbiorców w Polsce.

Jeszcze raz chciałem mocno podziękować, bo rzeczywiście ta prezentacja to znakomita prezentacja. Wszystkie informacje są tutaj zebrane i dobrze, żeby przy kolejnych debatach, dyskusjach te prezentacje były wykorzystywane dla budowy naszej świadomości. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję bardzo. Tak z punktu widzenia zwykłego odbiorcy, który dostaje rachunek – jak pracujemy w tych Komisjach – to koszt jednostkowy rezerwy mocy dla odbiorcy – 4,16 zł za kWh, opłata OZE – 5, 24, itd., itd. Ciekawe, jak ten rachunek nam się zamknie finalnie, co będzie?

Proszę bardzo.

Prezes Polskiego Stowarzyszenia Rozwoju Infrastruktury Sportu i Rekreacji Zbigniew Klonowski:

Zbigniew Klownowski, jestem prezesem Polskiego Stowarzyszenia Rozwoju Infrastruktury Sportu i Rekreacji. Ja właśnie *a propos* odbiorców, bo państwo mówiliście tutaj o energetyce, o rynku mocy, o tych dużych cyfrach, ale to się przekłada na odbiorców. Chciałem potwierdzić, bo tutaj był przywołany slajd z PGE Arena i mowa była o akwaparkach. Chciałbym zwrócić uwagę, że tutaj też jest pewien element społeczny i element odbiorców właśnie tego typu, jak obiekty sportowe i infrastruktura. Otóż, zakładam, że przedsiębiorcy mogą znaleźć różne pola innowacyjności, i działania, i konkurowania ze sobą i być może dla niektórych, których przemysł i działania są bardzo energochłonne, to będzie kluczowe działanie, na pewno. Są przedsiębiorcy, dla których być może ten udział energii będzie bardzo mały i – jak mówiliśmy – ci bardzo szybko wycofują się z tych przedsięwzięć, bo w ogóle przestaje to być atrakcyjne.

Ta dopłata jest konieczna. Chciałem powiedzieć, że nawet z punktu widzenia obiektów sportowych jest to może: być albo nie być. Jako członek stowarzyszenia międzynarodowego i uczestnik takiej grupy roboczej w Brukseli, przy Parlamencie Europejskim, powiem, że rozmawiamy, jak utrzymać mnóstwo obiektów, które powstały za pieniądze samorządów, są wykorzystywane przez społeczeństwo, jak chociażby akwaparki czy baseny. One nie mają możliwości konkurowania, ani żadnej elastyczności popytu. Okoliczni mieszkańcy po prostu nie będą mogli płacić więcej. Nie mogą wykreować innej oferty, a obiekty powstały przy wielkich nakładach. Dla tych obiektów ponad 60% to jest udział kosztów energii energetycznej i cieplnej. Jeżeli mówimy o tym, że możemy zredukować koszty tej energii, a jedynym atutem posiadanym przez te obiekty jest właśnie magazynowanie energii, to są potężne zbiorniki wody będące potężnym zbiornikiem energii. Jeżeli dojdzie do tych rozwiązań, to chciałbym powiedzieć, że cała nasza branża, jej infrastruktura sportowa jest podekscytowana tymi przykładami wdrożeń.

Dziękuję bardzo, że pan prezes Nowaczewski zgodził się pochylić nad trudnymi obiektami sportowymi, które nie są, jak przemysł, łatwe, ponieważ są samorządowe, ale udało się doprowadzić do pilotażu i mam nadzieję, że nadal będziemy mogli to kontynuować, bo to jest być albo nie być dla większości, a przynajmniej dla dużej grupy z nich. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję bardzo. Proszę bardzo.

Wiceprezes Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu Adam Kania:

Adam Kania, Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, Zakłady Azotowe Puławy. Proszę państwa, w obydwu doskonałych referatach padły takie cyfry. W Stanach Zjednoczonych potencjał do redukcji, do świadczenia tej usługi poprzez redukcję, sięga 10%. U nas mówimy o 50, 70 MW w tym momencie, może 100. Jest to ułamek procenta. Prezes Kaliś pokazał tu koszty, koszty stałe, zmienne. Jeżeli nie wprowadzimy takich regulacji, które będą umożliwiały płacenie za gotowość do świadczenia tej usługi, to zostaniemy poniżej tego 1%. Powiem tak, nasz przemysł może nie ma takiego potencjału jak amerykański, ale 5% ma. To są 2 GW, których nie trzeba wybudować. To są dwie potężne elektrownie. I do tego to jest usługa – tak tutaj prezes Kaliś powiedział – nie taka, jak w chwili obecnej – kontraktuje operator, że w ciągu 28 godzin uruchamiamy elektrow-

nię. Nie, ona jest porównywalna do rezerwy gorącej. Tylko że my, jako przemysł, godząc się na nowe obciążenie, na planowe ograniczenie swojej produkcji, musimy to ryzyko poniesienia strat z tego tytułu jakoś czymś uzupełnić, czymś pokryć, to znaczy właśnie tą opłatą za gotowość. Przykład francuski jest tu idealny. Dopóki tego nie będzie, te działania się nie rozwiną.

Chylę czoła przed naszymi kolegami, osobami, które się tym zajmują. Oczywiście, robią bardzo dobrą robotę, doskonale to organizują, ale bez regulacji pozwalającej płacić w normalny sposób za te usługę to się nie sprawdzi, tego nie będzie i roztrwonimy potencjał dwóch GW, na przykład, potencjał potrzebny do tego, żeby powiedzmy o te 2 GW mniej budować elektrowni. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Pan reprezentuje firmę energochłonną i problemem jest, że tracimy konkurencyjność w firmach energochłonnych, z różnych powodów, powiedzmy podatkowych, akcyzy, itd.

Teraz jest kwestia konkurencyjności, dzięki właśnie wejściu do tego systemu, bo może okazać się, że w Europie Zachodniej czy w Unii Europejskiej ten system agregacji, itd., będzie działać lepiej, czyli automatycznie też firmy energochłonne będą jeszcze większą zyskiwały przewagę konkurencyjną, w związku z tym musimy zadbać o to, aby rzeczywiście w prawie, ale i w zachętach czysto fiskalnych było to, żebyśmy chcieli zastosować ten system.

Proszę bardzo.

Dyrektor Zespołu Zarządzania Mediami w Katowickim Holdingu Węglowym Daniel Borsucki:

Daniel Borsuki, Katowicki Holding Węglowy, jednocześnie Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu. Chciałbym szybko poprzeć kolegę w kwestii, dlaczego musi być opłata za dyspozycyjność, na przykładzie swojej firmy. Proszę państwa, dzisiaj, w każdej godzinie mam 20 MW pomp, które pompują z czterech kopalni wodę. Mogę przesunąć to pompowanie o 4, 5, 6 godzin. Tylko potrzebuję mieć osadniki. Te osadniki kosztują. Nikt nie wyda pieniędzy na dodatkowe osadniki, nikt nie będzie ich utrzymywał, jeżeli nie będzie stałej opłaty za moc. Chętnie skorzystamy – regulacyjnie mogę dawać 20 MW na pyknięcie, wyłącz, włącz – pod warunkiem, że będą pokryte dodatkowe koszty utrzymania zbiornika. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję bardzo. Skoro to jest przesunięcie w czasie i daje to przesunięcie w czasie takie wyniki, to też musimy sobie zadać pytanie, jako legislatorzy tutaj w Sejmie, czy to przesunięcie w czasie nie następuje teraz zbyt wolno i może to spowodować, że właśnie przekształcimy tę przewagę konkurencyjną w Europie jeszcze bardziej.

Proszę bardzo.

Wiceprezes Krajowej Izby Gospodarczej Elektroniki i Telekomunikacji Jarosław Tworóg:

Jarosław Tworóg, Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji. Chciałbym kontynuować temat magazynowania energii, jako bardzo ważnego elementu rozwoju rynku usług rynku DSR. Pogłębiłbym wypowiedź pana Grzegorza Nowaczewskiego, jeśli chodzi o istotę zarządzania tymi procesami. On tam użył w pewnym momencie takiego sformułowania, że najważniejszy jest koszt przesunięcia energii w czasie. I pan również sprowadził tę sprawę do tego, ile kosztuje magazyn w koszcie przesunięcia energii.

Warto zwrócić uwagę na niezwykle konserwatywne prognozy departamentu energii Stanów Zjednoczonych, który oszacował, że w magazynach chemicznych o dużych pojemnościach, ale nie tak dużych jak byśmy się tego obawiali, bo w granicach od pół do dwóch MWh w rozwiązaniach siarkowo-anodowych, po roku 2020 koszt przesunięcia spadnie poniżej 10 centów za kWh przy olbrzymich sprawnościach i bardzo małych stratach. Warto nad tym się pochylić, ze względu na to, że posiadamy technologie siarkowe i wszystkie elementy mechaniczne związane z tą technologią.

KIGEiT próbowała kontaktować się z właścicielami technologii na terenie Europy, to jest głownie Austria i Niemcy. Niestety, są to technologie, które oni rozwijają tylko

jako technologie firmowe, żadnej współpracy nawiązać nie można. Niemniej technologia bardzo nowa nie jest i nie jest chroniona patentami.

Co przeszkadza? Przeszkadza brak regulacji, tu wszystkich poprzednio wypowiadających się panów chciałbym poprzeć w tym zakresie. Brak jest regulacji i motywacji ekonomicznej do rozwijania technologii. Może byśmy starali się, jako przedstawiciele przedsiębiorców, namówić legislatora do innego spojrzenia?

Popatrzmy, jaka stała się sytuacja. Teraz wszyscy powiedzą, że w Kalifornii na skutek dominacji lobbingu wielkich koncernów energetycznych doszło do całkowitego załamania systemu elektroenergetycznego i totalnych blecautów w okolicach roku 2000. Po czym rząd stanowy zdecydował się wyeliminować system konsultacji w ogóle. Firmy, spółki energetyczne ustaliły zupełnie nowe reguły gry na rynku. Wszystkie reguły, które wykorzystały, nie zwracały się w kierunku starych technologii, tylko w kierunku nowych. Szczególnie istotne okazało się postanowienie, że cały system elektroenergetyczny jest zobowiązany do zwiększania zawartości magazynów energii bez rozróżnienia technologii w systemie energetycznym, aż do poziomu prawie 2,5% szczytowej średniej mocy w systemie elektroenergetycznym.

Można sobie policzyć, stan Kalifornia to jest mniej więcej 57 – 58 GW, podobne terytorium, podobna liczba ludności jak Polska, z dokładnością do kilkudziesięciu tysięcy obywateli. A zatem, możemy sobie popatrzeć, jak wyglądała legislacja na terenie podobnym do Polski, o podobnym problemie i jakie rozwiązania wybrali. Mają najefektywniejszą technologię jądrową, nie zdecydowali się na nią, mają wszystkie środki finansowe, które są niezbędne, nie mają tak zwanej „głupiej unii", która zmusza do jakichś tam środowiskowych działań, a mimo to skierowali się w kierunku OZE i skierowali się w kierunku magazynów energii we wszystkich rozwiązaniach technologicznych.

Co ich różni od rozwiązań polskich czy europejskich? Jedna rzecz, uchwalają akty prawne nie na podstawie tego, co dzisiaj jest, tylko na potrzeby tego, co powinno być według prognoz, które są opracowywane przez *think tanki*. To jest inne spojrzenie, nie wiem, czy zawsze bardzo dobre, ale chyba warto się nad tym pochylić.

Jeszcze raz powtórzę; 10 centów w 2020 r. za przesunięcie. Popatrzmy sobie, że mamy 18% wszystkich linii średniego napięcia; mają ponad 50 kilometrów długości w Polsce, czyli popatrzmy, jakie są tam straty i w ile z tych linii nie trzeba zainwestować, jeżeli na ich końcu, przy transformatorach zamiast budować nową linię postawimy magazyny energii. Ale do tego potrzebna jest efektywność zarządzania, o czym tutaj cały czas żeśmy mówili, bardzo dobrze i bardzo ładnie. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję bardzo. Czy ktoś jeszcze z państwa? Jeśli nie, to dziękuję bardzo za to pierwsze pojawienie się. Zresztą będziemy musieli rozmawiać w sprawie efektywności i z tego wynikających działań związanych z dyrektywą, którą trzeba będzie wdrożyć, niewątpliwie z nowym spojrzeniem i tymi projektami agregacji. Z posłem Czerwińskim ustaliłem, że w miarę szybko poprosimy państwa na część drugą, która już by była poświęcona bardziej sprawom legislacyjnym. Dziękuję państwu bardzo.